

УДК 622.276.65:620.9

**В.П. КРАВЧЕНКО**, докт. техн. наук, доц., ОНПУ, г. Одесса

**Е.В.КОРЧОМНЫЙ**, магистр, ОНПУ, г. Одесса

**А.Р.АБДУЛ ХУСЕЙН**, асп., ОНПУ, г. Одесса

**В.К.КРАВЧЕНКО**, мл. науч.сотр., ОНПУ, г. Одесса

## **ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ В УКРАИНЕ**

Одним из методов повышения нефтеотдачи месторождений является использование термических методов: закачка в скважины горячей воды или пара. Для получения теплоносителя рассматривается использование судовой ядерной энергетической установки (ЯЭУ). Показана высокая экономическая эффективность использования ЯЭУ.

Ключевые слова: нефтеотдача, атомная теплоэлектроцентраль, затраты на строительство и эксплуатацию

Одним з методів підвищення нафтовіддачі родовищ є використання термічних засобів: закачування у свердловини гарячої води чи пари. Для отримання теплоносія розглянуто використання судової ядерної енергетичної установки (ЯЕУ). Показана висока економічна ефективність використання ЯЕУ.

Ключові слова: нафтовіддача, атомна теплоелектроцентраль, витрати на будівництво та експлуатацію

One of methods of oilfield extraction coefficient increase is the use of thermal methods: beginning to swing in the mining holes of hot water or steam. For preparation of hot water the use of ship nuclear power plant is examined (NPP). High economic efficiency of the use of NPP is showed.

Keywords: coefficient of extraction of oil, nuclear cogeneration plant, expenses on building and exploitation

### **1. Введение**

В Украине сегодня добыча нефти не удовлетворяет внутренним потребностям. Нефтяные месторождения используются неэффективно. Так по проекту разработки открытого в 1976 г. Довбушанско-Быстрицкого месторождения из него будет добыто всего 8,8 % балансовых запасов нефти. Отсюда вытекает вывод о необходимости развивать технологии эффективной добычи. К таким технологиям относится использование теплоносителей: горячей воды и пара. Проведенные в Украине исследования доказали, что это повышает добычу больше чем в три раза (до 25 % от балансовых запасов). Сегодня для этих целей устанавливаются парогенераторы непосредственно возле скважин (США [1]), котельные, обеспечивающие теплоносителем целое месторождение (Татарстан [2]), либо строится атомная электростанция для обеспечения теплоносителем добычу высоковязких углеводородов (Канада [3]).

Обеспечение теплоносителя для технологических целей месторождения является задачей обычной теплоэлектроцентрали, применение которой экономически выгоднее раздельного производства теплоты и электроэнергии [4]. В аналитическом обзоре перспектив развития энергетики [5] автор отметил, что

поскольку энергетика является основой экономического развития любого государства, приоритетные задачи инновационного развития Украины состоят, в том числе во внедрении новых технологий добычи углеводородного сырья, расширении использования атомной энергии. Поэтому совершенно ясно, что подготовка теплоносителей для нефтяного месторождения должна осуществляться на атомной теплоэлектроцентрали (АТЭЦ).

## **2. Определение параметров теплоносителя для месторождения**

В Украине над проблемой максимального извлечения нефти с помощью термических методов начали работать в начале 50-х годов. Сначала был проведен большой объем теоретических и экспериментальных исследований по использованию теплоносителей (горячей воды и пара), а затем были опытно-промышленные исследования на объектах НГДУ «Бориславнафтогаз» и «Черниговнафтогаз». В результате была разработана и предложена новая технология повышения нефтеотдачи с помощью теплоносителей в сочетании с заводнением. Этими исследованиями было доказано, что воздействуя таким образом на систему пласта, можно извлечь до 25 % нефти от начальных балансовых запасов из старых энергетически истощенных месторождений. На участке Бориславского месторождения на площади 15 гектаров, где раньше применялись все традиционные методы, за время применения предложенной технологии было извлечено более 5 тыс. т дополнительной нефти, а коэффициент нефтеотдачи увеличился до 0,23. Во второй раз этот метод был испытан на месторождении на площади 17 гектаров (участок Мириам) с более сложным геологическим строением, похожим на менилитовые отложения. За период проведения работ было извлечено почти 70 тыс. т дополнительной нефти, которая составила ~20 % от начальных балансовых запасов.

Если стоимость дополнительно полученной нефти больше стоимости строительства и эксплуатации энергоустановки за весь срок эксплуатации месторождения, тогда создание и использование такой энергоустановки будет целесообразным. При технико-экономическом анализе необходимо учесть также затраты на транспорт теплоносителя от АТЭЦ к скважинам и подготовку сырой воды.

Тип энергоустановки определяется требуемыми параметрами, а ее мощность – расходом теплоносителя. От параметров теплоносителя зависит принципиальная схема энергоустановки и тип ядерного реактора для АТЭЦ. Наиболее приемлемым является водо-водяной реактор, эксплуатация которого имеет достаточный опыт, но этот реактор позволяет получить пар с максимальной температурой 280 °С.

Давление теплоносителя должно обеспечить возможность его закачки. То есть, давление должно быть равно или больше пластового давления. Глубины скважин в Украине достигают 1600-3500 м. Следовательно, минимальное давление должно быть как минимум 8 МПа. Такие параметры пара реактор на тепловых нейтронах обеспечить не может. Следовательно, возможно использование только горячей воды. В этом случае давление производимого теплоносителя вообще не имеет значения, т.к. столб воды сам обеспечивает

необходимое давление. Параметры закачиваемой в пласт горячей воды лежат в диапазоне 80-250 °С. Если принять достаточной температуру воды 150 °С, то для этого подойдет обычная теплофикационная установка электростанции.

## **2. Определение характеристик ядерной энергетической установки**

Предварительно, не привязываясь к конкретному месторождению, можно предположить, что для поставленной цели подойдет установка относительно небольшой мощности. В «большой» энергетике минимальная мощность блока АЭС – 440 МВт, что представляется достаточно большой величиной. Весьма привлекательно рассмотрение судовой ядерной энергетической установки (ЯЭУ), имеющей относительно малую мощность. В открытой печати [6] имеются данные по современной судовой ЯЭУ типа КН-3, рассматриваемой также для использования в качестве подземной АТЭЦ. Подземное размещение ЯЭУ имеет целый ряд преимуществ с точки зрения безопасности, к тому же судовые установки имеют большой опыт эксплуатации и высокие показатели надежности. Подземное расположение снимает ограничения по размещению АТЭЦ: по существующим нормам наземная АЭС не может близко располагаться от крупных населенных пунктов. К подземной АЭС требования не такие жесткие. Это позволит оптимизировать расположение: вблизи города и транспорт технологического теплоносителя к месторождению и распределение там по нагнетательным скважинам или в центре месторождения и транспорт сетевой воды в город.

АТЭЦ комплектуется двумя реакторами тепловой мощностью 230 МВт каждый и паровой конденсационной турбиной К-150-3,4/50 с нерегулируемыми отборами пара. Мощность теплофикационной установки 25 Гкал/ч.

Несмотря на низкие начальные параметры пара, паротурбинная установка обладает высокими показателями экономичности и удельными массогабаритными показателями: при температуре охлаждающей воды +15 °С и номинальной тепловой мощности турбина развивает мощность 150 МВт при удельном расходе теплоты 2551 ккал/кВт·ч.

Как показали расчеты, при отпуске 25 Гкал/ч теплоты электрическая мощность составляет 132,86 МВт (собственные нужды оцениваются в 5,1 %).

Согласно данным [6] при работе 8000 ч в году 760 ч приходится на ППР.

## **3. Определение технико-экономических показателей использования АТЭЦ для повышения нефтеотдачи**

Для определения дополнительного количества нефти были использованы данные, представленные на рис. 1, 2 [7].

В результате обработки этих данных были получены значения, которые представлены в табл. 1, в том числе количество нефти по годам, которая может быть получена при отпуске горячей воды в количестве 51,15 кг/с. Принято, что использование горячей воды позволяет повысить добычу в три раза.

Анализируется период эксплуатации 22 года, из которых 20 лет добавляется холодная вода. Для расчета тридцатилетнего периода эксплуатации ЯЭУ принято постепенное снижение добычи при сохранении количества закачиваемой воды.

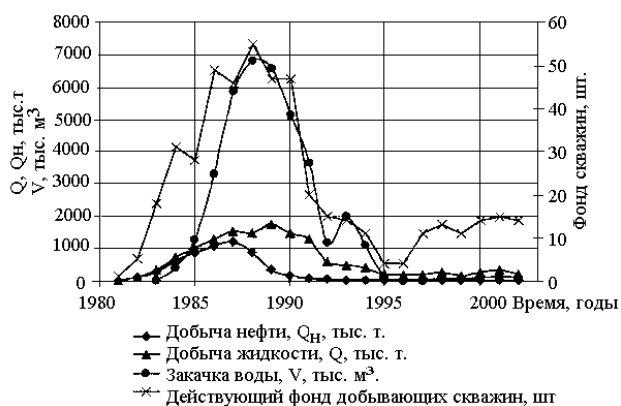


Рис.1. Зависимость добычи нефти и количества закачанной воды от срока эксплуатации месторождения

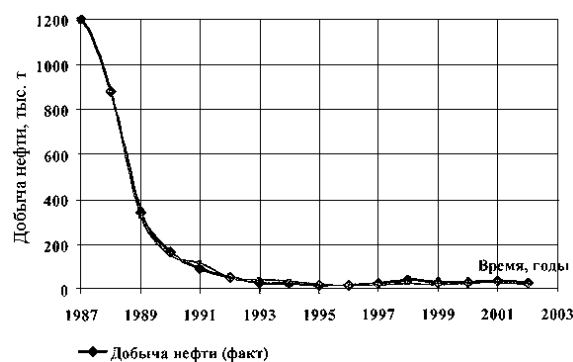


Рис. 2. Производительность месторождения со временем эксплуатации

Таблица 1. Зависимость количества добытой нефти от количества закачиваемой воды

Год	$V_{\text{воды}}, \text{ тыс. м}^3$	$Q_{\text{н}}, \text{ тыс. т.}$	$Q_{\text{н}}/V$	$Q_{\text{н}}/V_{\text{г}}$	$Q_{\text{н1}}, \text{ тыс. т}$
1983	25	300	12	36	51839,1
1984	500	850	1,7	5,1	7343,9
1985	1250	950	0,76	2,28	3283,1
1986	3250	1050	0,323	0,969	1395,7
1987	5900	1200	0,203	0,610	878,6
1988	6850	890	0,130	0,390	561,3
1989	6550	350	0,0534	0,160	230,8
1990	5100	190	0,0373	0,112	160,9
1991	3800	83,3	0,0219	0,0658	94,7
1992	1100	50	0,0455	0,136	196,4
1993	2000	33,3	0,0166	0,05	71,9
1994	1050	33,3	0,0317	0,0951	137,0
1995	20	16,7	0,835	2,505	3607,1
1996	20	16,7	0,835	2,505	3607,1
1997	25	20	0,8	2,4	3455,9
1998	35	33,3	0,951	2,854	4110,1
1999	25	20,3	0,812	2,436	3507,8
2000	30	25	0,833	2,5	3600,0
2001	35	33,3	0,951	2,854	4110,1
2002	20	16,7	0,835	2,505	3607,1
2003	35	33,3	0,951	2,854	4110,1
2004	20	16,7	0,835	2,505	3607,1
2005	27	25	0,926	2,778	4000,0
2006	25	16,7	0,668	2,004	2885,7
2007	25	8,4	0,336	1,008	1451,5
2008	25	5	0,2	0,6	864,0
2009	25	4	0,16	0,48	691,2
2010	25	3	0,12	0,36	518,4
2011	25	2	0,08	0,24	345,6
2012	25	1,5	0,06	0,18	259,2
Итого за 30 лет					$114,36 \cdot 10^3$

где  $V_{\text{воды}}$  – количество закачиваемой воды;  $Q_{\text{н}}$  – количество добытой нефти,  $Q_{\text{н}}/V$  – соотношение добытой нефти к объему закачанной холодной воды;  $Q_{\text{н}}/V_{\text{г}}$  – соотношение добытой нефти к объему закачанной горячей воды;  $Q_{\text{н1}}$  – количество добытой нефти при расходе горячей воды  $G_{\text{св}} = 51,15 \text{ кг/с} = 51,15 \cdot 3,6 \cdot 7820 = 1,44 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{г}$ .  $Q_{\text{н}}/V_{\text{г}} = Q_{\text{н}}/V \cdot 3$ , так как при закачивании горячей воды, нефтеотдача увеличивается как минимум в 3 раза.

Экономический расчет выполняется по действующим в Украине нормам [9].

Общее количество добытой нефти за 30 лет:  $\Sigma Q = 114,36 \cdot 10^6 \text{ т}$ .

Количество дополнительно добытой нефти при использовании горячей воды:

$$\Sigma Q_{\text{доп}} = \Sigma Q \cdot 2/3 = 114,36 \cdot 10^6 \cdot 2/3 = 76,24 \cdot 10^6 \text{ т}.$$

Стоимость дополнительно добытой нефти за 30 лет:

$$D_{\text{нефти}} = C_{\text{нефти}} \cdot \Sigma Q_{\text{доп}} = 3011,74 \cdot 76,24 \cdot 10^6 = 229,61 \cdot 10^9 \text{ грн},$$

где  $C_{\text{нефти}}$  – тариф на нефть, грн/т. При цене на нефть 579,18 дол./т (на ноябрь 2010 г.) и соотношении между тарифом и ценой 0,65:  $C_{\text{нефти}} = 579,8 \cdot 0,65 = 3011,74 \text{ грн/т}$ .

Отпуск электроэнергии за 30 лет с учетом собственных нужд:

$$W_{\text{отп}} = N_{\text{отп}} \cdot \tau \cdot t = 132,86 \cdot 1000 \cdot 7820 \cdot 30 = 31,169 \cdot 10^9 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где  $N_{\text{отп}}$  – отпускаемая электрическая мощность АТЭЦ, МВт;

$\tau$  – время работы АТЭЦ в течение года, ч;

$t$  – период эксплуатации месторождения, лет.

Доходы, которые станция будет получать за отпущенную электроэнергию:

$$D_{\text{эл}} = C_{\text{тар}} \cdot W_{\text{отп}} = 0,1583 \cdot 31,169 \cdot 10^9 = 4,934 \cdot 10^9 \text{ грн},$$

где  $C_{\text{тар}}$  – тариф на электрическую энергию. Принято  $C_{\text{тар}} = 0,1583 \text{ грн/(кВт ч)}$ .

Суммарные доходы от дополнительно добытой нефти и отпущенной электроэнергии:

$$D = D_{\text{нефти}} + D_{\text{эл}} = (229,61 + 4,934) \cdot 10^9 = 234,544 \cdot 10^9 \text{ грн}.$$

Капиталовложение на строительство АТЭЦ с учетом трехкратного повышения цены относительно 1995 г. [6]:

$$K_{\text{АТЭЦ}} = 110,6 \cdot 10^6 \$ = 110,6 \cdot 10^6 \cdot 8 = 884,8 \cdot 10^6 \text{ грн}.$$

Капиталовложения на оборудование:

$$K_{\text{об}} = K_{\text{АТЭЦ}} \cdot 0,6 = 530,88 \cdot 10^6 \text{ грн}.$$

Капиталовложения на здания и сооружения:

$$K_{\text{зс}} = K_{\text{АТЭЦ}} \cdot 0,4 = 884,8 \cdot 10^6 \cdot 0,4 = 353,92 \cdot 10^6 \text{ грн}.$$

Согласно данным [6] при непрерывной работе 8000 ч и коэффициенте использования мощности 0,95 на планово-предупредительный ремонт (ППР) приходится 438 ч = 18,25 сут. С учетом длительности топливной кампании 27500 ч и длительности перегрузки 450 ч (принято) цикл от перегрузки до перегрузки составит 29264 ч. Тогда за 30 лет работы АТЭЦ будет иметь место  $30 \cdot 8760 / 29264 = 9$  перегрузок (включая первую загрузку). Стоимость одной загрузки равна с учетом трехкратного подорожания  $25,78 \cdot 3 = 77,34 \text{ млн. \$}$  [6]. Топливная составляющая за весь период работы  $З_{\text{топ}} = 77,34 \cdot 9 = 696,06 \text{ млн. \$} = 696,06 \cdot 8 = 5568,48 \text{ млн. грн}$ .

Затраты на амортизацию:

- с привлечением отечественных инвестиций

$$B_a = \frac{n_a^{zc}}{100} \cdot K_{zc} + \frac{n_a^{об}}{100} \cdot K_{об} = 0,05 \cdot 353,92 \cdot 10^6 + 0,15 \cdot 530,88 \cdot 10^6 = 97,328 \cdot 10^6 \text{ грн/год},$$

где  $n_a^{zc}, n_a^{об}$  – нормы амортизационных отчислений соответственно для зданий, сооружений и оборудования;

Заработная плата персонала:

$$B_{зп} = R_e \cdot \Phi = 246 \cdot 63000 = 15,498 \cdot 10^6 \text{ грн},$$

где  $R_e$  – численность эксплуатационного персонала. Принят штатный коэффициент 1,64 чел./МВт;

$\Phi$  – среднегодовой фонд заработной платы на одного работающего с начислениями, грн.

Общестанционные и другие затраты:

$$B_{общ} = \alpha_{общ} \cdot (B_{зп} + B_a) = 0,13 \cdot (15,498 \cdot 10^6 + 97,328 \cdot 10^6) = 14,667 \cdot 10^6 \text{ грн/год}$$

где  $\alpha_{общ} = 13\%$  – часть общестанционных и других затрат.

Затраты на подготовку воды для нефтедобычи за 30 лет:

$$Z_v = G_{св} \cdot C_v = 1,44 \cdot 10^6 \text{ м}^3/\text{г} \cdot 30 \text{ лет} \cdot 11,11 \text{ грн/м}^3 = 15,998 \cdot 10^6 \text{ грн},$$

где  $G_{св}$  – расход сетевой воды для закачивания в скважину;

$C_v$  – стоимость подготовки воды для подогрева в теплофикационной установке и закачки в скважину.

Суммарные затраты за срок эксплуатации:

$$Z = K_{АТЭЦ} + Z_{топ} + 30 \cdot B_a + 30 \cdot B_{зп} + 30 \cdot B_{общ} + Z_v = (884,8 + 5568,48 + 30 \cdot 97,328 + 30 \cdot 14,667 + 30 \cdot 15,488 + 15,998) \cdot 10^6 = 9853,76 \cdot 10^6 \text{ грн}.$$

Общая прибыль:

$$Pr = D - Z = 234,544 \cdot 10^9 - 9,853 \cdot 10^9 = 224,69 \cdot 10^9 \text{ грн}.$$

Текущая годовая прибыль:

$$Pr_{год} = Pr / 30 = 7,49 \cdot 10^9 \text{ грн}.$$

Рентабельность инвестиций

$$R = Pr_{год} / K_{АТЭЦ} = 7,49 \cdot 10^9 / 0,884 \cdot 10^9 = 8,472 = 847\%.$$

Срок окупаемости инвестиций

$$T_{ок} = 1/R = 1/8,472 = 0,118 \text{ года}.$$

Эти предварительные показатели в действительности будут несколько ниже, поскольку не учтены затраты на транспорт горячей воды от АТЭЦ до скважин, а также то, что при увеличении добычи возрастут и эксплуатационные расходы, неучтенные в данной работе.

## Выводы

Учитывая глубины скважин в Украине (1,6-3 км), можно сделать вывод, что использование пара для закачки в пласт с помощью ЯЭУ невозможно. Роль теплоносителя может выполнять только горячая вода. Подготовка теплоносителя целесообразно осуществлять на АТЭЦ. Температура горячей воды на практике изменяется в диапазоне 60-250 °С. Такие параметры могут быть обеспечены обычной теплофикационной установкой АТЭЦ. Мощность АТЭЦ определяется производительностью месторождения.

В качестве АТЭЦ для подготовки технологического теплоносителя рассмотрена судовая ЯЭУ типа КН-3 (производства России). При отпуске тепловой энергии в количестве 25 Гкал/ч отпускаемая электрическая мощность

составляет 132,86 МВт. При принятой стоимости АТЭС 110,6 млн. \$, учете затрат на топливо, персонал, амортизацию, подготовку воды получено, что рентабельность использования такой энергоустановки равна 847 %, т.е. срок окупаемости равен 0,118 года.

Прибыль предприятия складывается из двух составляющих: продажи дополнительного количества нефти и электроэнергии. Доля нефти в структуре прибыли составляет 98 %.

При принятой стоимости АТЭЦ (низкая стоимость объясняется заводским изготовлением), ядерного топлива и электроэнергии автономная работа такой установки, как источника электроэнергии, оказывается нерентабельной.

**Список литературы:** 1. Никитина Л.А. Увеличение нефтеотдачи пластов с помощью термических методов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1967. – 131 с. 2. Мухорямов М.М. Инновационные подходы к применению термических методов повышения нефтеотдачи пластов. – В матер. научно-практической конференции «Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений», 7-10 сентября 2009 г., г. Казань. 3. Попов [Л.](#) Водяной реактор достанет из песка ядерную нефть. -[www.solar.org.ua/index.php?id=1169016427&r=\(15 января 2007\)](http://www.solar.org.ua/index.php?id=1169016427&r=(15%20января%202007))). 4. Верховкер Г.П., Кравченко В.П., Дубковский В.А. Теплоснабжение от атомных электростанций. Учебник. – Одесса: ВМВ, 2010. – 486 с. 5. Бобров Е. Перспективы развития энергетики //Нефть и газ. – 2010. - №10. – С. 24-29. 6. Широков С.В. Ядерные энергетические реакторы. – К.: НТУУ «КП», 1997. – 280 с. 7. Вадецкий Ю.В Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Издательский центр Академия, 2003. – 352 с. 8. Методичні вказівки з техніко-економічного обґрунтування інвестиційних проектів електричних станцій / Уклад.: Є.Г. Скловська, К.Г. Тодорович. – К.: ІВЦ Видавництво «Політехніка», 2002. – 24 с.

*Поступила в редколлегию 11.03.2011*

УДК 66.023.2

**Л. І. РУЖИНСЬКА**, канд. техн. наук, проф., НТУУ “КПІ”, м. Київ

**К. В. КУЗЬМЕНКО**, маг., НТУУ “КПІ”, м. Київ

# МАТЕМАТИЧНА МОДЕЛЬ ТЕПЛООБМІНУ ПРИ ПЕРЕМІШУВАННІ МІШАЛКАМИ З МАГНІТНИМ ПРИВОДОМ

В хімічній та фармацевтичній промисловості широко використовуються апарати з мішалками з магнітним приводом. Авторами приводиться математична модель теплообміну при перемішуванні рідини в таких апаратах.

**Ключові слова:** математична модель, перемішування, теплообмін, магнітний привод.

В химической и фармацевтической промышленности широко используются аппараты с мешалками с магнитным приводом. Авторами предлагается математическая модель теплообмена при перемешивании жидкости в таких аппаратах.

**Ключевые слова:** математическая модель, перемешивание, теплообмен, магнитный привод.

Apparatus with mixers with magnetic drives are widely used in chemical and pharmaceutical industry. The authors present mathematical model of heat transfer processes in the time of liquid mixing in such apparatus.

**Key words:** mathematical model, heat transfer, magnetic drive.

В хімічній та фармацевтичній промисловості широко використовуються процеси перемішування. Для перемішування в апаратах використовують